

Docket No.: N9460.0023/P023  
(PATENT)

**IN THE UNITED STATES PATENT AND TRADEMARK OFFICE**

In re Patent Application of:  
Shouzou Satou et al.

Application No.: Not Yet Assigned

Confirmation No.:

Filed: Concurrently Herewith

Art Unit: N/A

For: OPTIMIZATION METHOD FOR POWER  
GENERATION COST AND  
OPTIMIZATION SYSTEM FOR POWER  
GENERATION COST

Examiner: Not Yet Assigned

**CLAIM FOR PRIORITY AND SUBMISSION OF DOCUMENTS**

MS Patent Application  
Commissioner for Patents  
P.O. Box 1450  
Alexandria, VA 22313-1450

Dear Sir:

Applicant hereby claims priority under 35 U.S.C. 119 based on the following  
prior foreign application filed in the following foreign country on the date indicated:

<u>Country</u>	<u>Application No.</u>	<u>Date</u>
Japan	2003-038456	February 17, 2003

Application No.: Not Yet Assigned

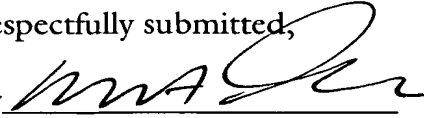
Docket No.: N9460.0023/P023

In support of this claim, a certified copy of the said original foreign application is filed herewith.

Dated: February 13, 2004

Respectfully submitted,

By



Mark J. Thronson

Registration No.: 33,082

DICKSTEIN SHAPIRO MORIN &  
OSHINSKY LLP

2101 L Street NW

Washington, DC 20037-1526

(202) 785-9700

Attorney for Applicant

# **PATENT OFFICE**

## **JAPANESE GOVERNMENT**

This is to certify that the annexed is a true copy of the following application as filed with this office.

Date of Application : February 17k 2003  
Application Number : Patent Application No. 2003-038456  
Applicant (s) : Hitachi, Ltd.

Dated this 23th day of January, 2004

---

Yasuo IMAI  
Commissioner,  
Patent Office

Certificate No. 2004-3002030

日 本 国 特 許 庁  
JAPAN PATENT OFFICE

別紙添付の書類に記載されている事項は下記の出願書類に記載されている事項と同一であることを証明する。

This is to certify that the annexed is a true copy of the following application as filed with this Office.

出 願 年 月 日            2 0 0 3 年   2 月 1 7 日  
Date of Application:

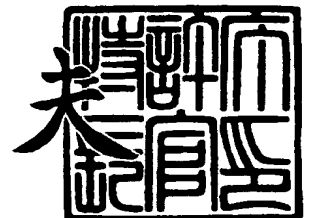
出 願 番 号            特 願 2 0 0 3 - 0 3 8 4 5 6  
Application Number:  
[ST. 10/C] :            [ J P 2 0 0 3 - 0 3 8 4 5 6 ]

出      願      人            株式会社日立製作所  
Applicant(s):

2 0 0 4 年   1 月 2 3 日

特許庁長官  
Commissioner,  
Japan Patent Office

今 井 康 夫



出証番号   出証特 2 0 0 4 - 3 0 0 2 0 3 0

【書類名】 特許願

【整理番号】 PE28840

【提出日】 平成15年 2月17日

【あて先】 特許庁長官 殿

【国際特許分類】 G06F 17/60

【発明者】

    【住所又は居所】 茨城県日立市幸町三丁目 1 番 1 号  
                        株式会社日立製作所 火力・水力事業部内

    【氏名】 佐藤 正三

【発明者】

    【住所又は居所】 茨城県日立市幸町三丁目 1 番 1 号  
                        株式会社日立製作所 火力・水力事業部内

    【氏名】 武田 泰司

【特許出願人】

    【識別番号】 000005108

    【氏名又は名称】 株式会社日立製作所

【代理人】

    【識別番号】 100098017

    【弁理士】

    【氏名又は名称】 吉岡 宏嗣

【手数料の表示】

    【予納台帳番号】 055181

    【納付金額】 21,000円

【提出物件の目録】

    【物件名】 明細書 1

    【物件名】 図面 1

    【物件名】 要約書 1

【プルーフの要否】 要

【書類名】 明細書

【発明の名称】 発電コスト最適化方法および発電コスト最適化装置

【特許請求の範囲】

【請求項 1】 代替燃料の混合比を仮定して少なくとも化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされる CO<sub>2</sub> 排出権価格に基づき目標発電出力を得るための燃料コストを演算し、

化石燃料のみの場合の燃料コストを演算し、

代替燃料を混合した場合の前記燃料コストが、前記化石燃料のみの燃料コストよりも低くなる前記代替燃料の混合割合を決定する発電コスト最適化方法。

【請求項 2】 請求項 1 に記載の発電コスト最適化方法において、

前記代替燃料の混合比を仮定して燃料コストを演算する手順が、

化石燃料と代替燃料との当初混合比を定めた第 0 次合成燃料投入計画を作成し

、  
前記化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされる CO<sub>2</sub> 排出権価格に基づき燃料コストを計算し、

燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、

未だ到達していなければ、第 n 次合成燃料投入計画を修正して第 n + 1 次合成燃料投入計画を作成し、

前記演算手段に再入力し、

最適コストに達したら当該燃料コストに対応する運転計画を出力することを特徴とする発電コスト最適化方法。

【請求項 3】 請求項 1 または 2 に記載の発電コスト最適化方法において、

前記代替燃料の混合比を仮定して燃料コストを演算する手順が、

CO<sub>2</sub> 排出権購入の場合、

燃料コスト = 代替燃料使用量 × 代替燃料単価 +  
化石燃料使用量 × 化石燃料単価 +  
排出権取引量 × 排出権取引単価

CO<sub>2</sub> 排出権販売の場合

燃料コスト = 代替燃料使用量 × 代替燃料単価 + 化石燃料使用量 ×

化石燃料単価－排出権取引量×排出権取引単価  
を演算する

ことを特徴とする発電コスト最適化方法。

【請求項 4】 少なくとも化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引される CO<sub>2</sub> 排出権価格を記憶する燃料価格データベースと、

化石燃料と代替燃料との当初混合比を定めた第 0 次合成燃料投入計画を作成する計画手段と、

前記燃料価格データベースの燃料価格などの価格に基づき燃料コストを計算する演算手段と、

燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、未だ到達していなければ、第 n 次合成燃料投入計画を修正して第 n + 1 次合成燃料投入計画を作成し、前記演算手段に再入力し、最適コストに達したら当該燃料コストに対応する運転計画を出力する評価手段とからなる

発電コスト最適化装置。

【請求項 5】 請求項 4 に記載の発電コスト最適化装置において、

前記演算装置は、CO<sub>2</sub> 排出権購入の場合、

燃料コスト＝代替燃料使用量×代替燃料単価

＋化石燃料使用量×化石燃料単価

＋排出権取引量×排出権取引単価

を演算し、CO<sub>2</sub> 排出権販売の場合は、

燃料コスト＝代替燃料使用量×代替燃料単価

＋化石燃料使用量×化石燃料単価

－排出権取引量×排出権取引単価

を演算する手段を含むことを特徴とする発電コスト最適化装置。

【請求項 6】 請求項 4 または 5 に記載の発電コスト最適化装置において、

前記演算装置は、代替燃料の投入による発電プラントの効率変化に基づく変数を A 1 として、

燃料使用量＝A 1 ×代替燃料使用量＋化石燃料使用量

を演算する手段を含むことを特徴とする発電コスト最適化装置。

【請求項 7】 請求項 4 ないし 6 のいずれか一項に記載の発電コスト最適化装置において、

前記演算装置は、燃料使用量の 1 0 0 % を化石燃料とした場合の化石燃料使用量を基本燃料使用量とし、プラントの特性に依存する比例定数を  $K_2$  として、

基本排出量 =  $K_2 \times$  基本燃料使用量

を演算し、プラントの特性に依存する比例定数を  $K_3$  として、

有害物質排出量削減分 =  $K_3 \times$  代替燃料使用量

を演算し、

有害物質実排出量 = 基本排出量 - 排出量削減分

を演算する手段を含むことを特徴とする発電コスト最適化装置。

【請求項 8】 請求項 4 ないし 7 のいずれか一項に記載の発電コスト最適化装置において、

前記演算装置は、無償で配布された  $CO_2$  排出権により許容された有害物質の排出量を排出権配布分として、実排出量 > 排出権配布分のときは、

排出権購入量 = (実排出量 - 排出権配布分)

実排出量  $\leq$  排出権配布分のときは、

排出権購入量 = 0

を演算する手段を含むことを特徴とする発電コスト最適化装置。

【請求項 9】 化石燃料および代替燃料を販売する燃料供給事業者と、化石燃料および代替燃料を使用して発電し得られた電力を販売する電気事業者と、燃料情報管理事業者とからなる発電事業支援システムにおいて、

前記燃料情報管理事業者が、前記燃料供給事業者から得られた少なくとも化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされる  $CO_2$  排出権価格を記憶する燃料価格データベースと、化石燃料と代替燃料との当初混合比を定めた第 0 次合成燃料投入計画を作成する計画手段と、前記燃料価格データベースの燃料価格などの価格に基づき燃料コストを計算する演算手段と、燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、未だ到達していなければ、第  $n$  次合成燃料投入計画を修正して第  $n + 1$  次合成燃料投入計画を作成し、前記演算手段に再入力し、最適コストに達したら当該燃料コストに対応する運転計画を出力する発電



コスト最適化装置を含み、前記電気事業者に前記運転計画を受け渡し、上記混合比で運転するために必要な量の代替燃料を前記燃料供給事業者が発注し、

前記燃料供給事業者が、発注された代替燃料を前記電気事業者に納入し、

前記電気事業者が、受け渡された前記運転計画で発電し、燃料コスト削減分に予め定めた係数を掛けた価格を燃料代低減メリット料として前記燃料情報管理事業者に支払うことを特徴とする発電事業支援システム。

【請求項 10】 請求項 9 に記載の発電事業支援システムにおいて、

前記燃料情報管理事業者の発電コスト最適化装置が、少なくとも化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされる CO<sub>2</sub> 排出権価格を記憶する燃料価格データベースと、化石燃料と代替燃料との当初混合比を定めた第 0 次合成燃料投入計画を作成する計画手段と、前記燃料価格データベースの燃料価格などの価格に基づき燃料コストを計算する演算手段と、燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、未だ到達していなければ、第 n 次合成燃料投入計画を修正して第 n + 1 次合成燃料投入計画を作成し、前記演算手段に再入力し、最適コストに達したら当該燃料コストに対応する運転計画を出力する評価手段とからなることを特徴とする発電事業支援システム。

【請求項 11】 請求項 9 または 10 に記載の発電事業支援システムにおいて、

前記発電コスト最適化装置は、CO<sub>2</sub> 排出権購入の場合、

燃料コスト = 代替燃料使用量 × 代替燃料単価

+ 化石燃料使用量 × 化石燃料単価

+ 排出権取引量 × 排出権取引単価

を演算し、CO<sub>2</sub> 排出権販売の場合は、

燃料コスト = 代替燃料使用量 × 代替燃料単価

+ 化石燃料使用量 × 化石燃料単価

− 排出権取引量 × 排出権取引単価

を演算する手段を含むことを特徴とする発電コスト最適化装置。

【発明の詳細な説明】

【0001】

**【発明の属する技術分野】**

本発明は、化石燃料を使用して電力を供給する電気事業者の発電事業支援システムに係り、特に、化石燃料の代替燃料を利用して発電コストを下げるとともに、環境への有害物質排出量を削減するための発電コスト最適化方法および発電コスト最適化装置に関する。

**【0 0 0 2】****【従来の技術】**

炭素量が相対的に多い石炭・重油・軽油などの化石燃料は、従来から発電用燃料として使用されている。

**【0 0 0 3】**

従来の発電設備は、化石燃料を燃焼させる際に発生するCO<sub>2</sub>を削減するため、非化石エネルギーなどの代替燃料の利用を拡大していた。

**【0 0 0 4】**

また、CO<sub>2</sub>については、CO<sub>2</sub>排出権の取引方法が提案されている(例えば、特許文献1参照)。CO<sub>2</sub>排出権の売買は、インターネット上でなされる。CO<sub>2</sub>排出権の売買価格は、CO<sub>2</sub>排出権取引センタが決定するか、需給の実情に応じて変動相場制により決定される。

**【0 0 0 5】**

この従来方法においては、エンティティ(国、地方自治体、企業、商店、各家庭など)での実際のCO<sub>2</sub>の排出量が、取得しているCO<sub>2</sub>排出権に応じた排出量より多い場合に、CO<sub>2</sub>排出権取引センタが、その超過分に見合ったCO<sub>2</sub>排出権を取得するように、そのエンティティに指示を送る。逆に、エンティティが太陽光などにより発電をした場合、CO<sub>2</sub>排出権取引センタが、その発電量に応じたCO<sub>2</sub>排出権をそのエンティティに付与する。

**【0 0 0 6】**

しかし、発電設備などにおけるコスト最適化の具体的計算方法やCO<sub>2</sub>の排出量を制御する装置などについては記載が無い。

**【0 0 0 7】****【特許文献1】**

特開 2001-306839 号公報(第 5～7 頁, 図 3～図 9)

【0008】

【発明が解決しようとする課題】

発電設備から排出される  $\text{CO}_2$  を効果的に削減するには、炭素量が相対的に少ないガス類およびこのガスから生成される液化天然ガス liquefied natural gas LNG, ジメチルエーテル dimethyl ether DME などのクリーンな代替燃料を化石燃料に混合することが有望である。すなわち、地球環境の保全を推進するには、化石燃料の使用を削減し、クリーンな代替燃料の混合比率を増加させることが望ましい。

【0009】

しかし、電気事業者が、化石燃料を使用している発電設備にこれら代替燃料を混合した場合、化石燃料のみを使用し続ける場合と比べて、コスト負担増となる可能性がある。現状では、代替燃料の需要が少なく、代替燃料の価格は不安定である。代替燃料は、従来の化石燃料よりも低価格で供給されることもあるし、高価格で供給されることもある。このように、電気事業者にとって、代替燃料を混合使用することは、環境面でメリットがある一方で、燃料コストが不安定であり、代替燃料の使用開始に踏み切るには決断が必要である。

【0010】

本発明の目的は、電気事業者が最小の負担で代替燃料を安定的に使用できるようにする発電コスト最適化方法および発電コスト最適化装置並びに発電事業支援システムを提供することである。

【0011】

【課題を解決するための手段】

本発明は、上記目的を達成するために、代替燃料の混合比を仮定して少なくとも化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされる  $\text{CO}_2$  排出権価格に基づき目標発電出力を得るための燃料コストを演算し、化石燃料のみの場合の燃料コストを演算し、代替燃料を混合した場合の前記燃料コストが、前記化石燃料のみの燃料コストよりも低くなる前記代替燃料の混合割合を決定する発電コスト最適化方法、発電コスト最適化装置、発電事業支援システムを提案する。

**【0012】**

前記代替燃料の混合比を仮定して燃料コストを演算する手順は、化石燃料と代替燃料との当初混合比を定めた第0次合成燃料投入計画を作成し、前記化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、取引きされるCO<sub>2</sub>排出権価格に基づき燃料コストを計算し、燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、未だ到達していなければ、第n次合成燃料投入計画を修正して第n+1次合成燃料投入計画を作成し、前記演算手段に再入力し、最適コストに達したら当該燃料コストに対応する運転計画を出力する。

**【0013】**

前記代替燃料の混合比を仮定して燃料コストを演算する手順は、  
CO<sub>2</sub>排出権購入の場合、  
燃料コスト＝代替燃料使用量×代替燃料単価＋  
化石燃料使用量×化石燃料単価＋  
排出権取引量×排出権取引単価  
CO<sub>2</sub>排出権販売の場合  
燃料コスト＝代替燃料使用量×代替燃料単価＋化石燃料使用量×  
化石燃料単価－排出権取引量×排出権取引単価  
を演算する。

**【0014】****【発明の実施の形態】**

次に、図1～図10を参照して、本発明による発電コスト最適化方法および発電コスト最適化装置の実施形態を説明する。

**【0015】****【実施形態1】**

図1は、本発明による発電コスト最適化装置を含む発電事業支援システムの系統構成を示すブロック図である。

**【0016】**

本実施形態の発電事業支援システムは、燃料供給事業者91と、電気事業者92と、燃料情報管理事業者93とを含んでいる。燃料供給事業者91、電気事業

者 9 2, 燃料情報管理事業者 9 3 は、通信制御装置 2 1 3, 通信制御装置 2 1 0, 通信制御装置 2 1 1 およびネットワークにより、相互に接続されている。市場の活性化と代替燃料の安定供給のためには、燃料供給事業者 9 1, 電気事業者 9 2, 燃料情報管理事業者 9 3 が、それぞれ複数存在してもよい。

#### 【0017】

燃料供給事業者 9 1 は、化石燃料とこの化石燃料を代替する DME などの代替燃料とを販売する事業者である。

#### 【0018】

電気事業者 9 2 は、化石燃料および代替燃料を使用して発電し、得られた電力を販売する事業者である。

#### 【0019】

電気事業者 9 2 の発電設備は、ボイラ装置 1 3 0 を含む発電装置と、化石燃料調整手段 1 1 2 と、化石燃料調整手段 1 1 2 からボイラ 1 3 0 に供給する化石燃料の量を調整する供給量調整装置 1 1 3 と、代替燃料調整手段 1 2 1 と、ボイラ装置 1 3 0 に供給する代替燃料の量を調整する供給量調整装置 1 2 2 と、ボイラ 1 3 0 に供給する空気量 1 0 1 を調整する供給量調整装置 1 6 1 と、ボイラ装置 1 3 0 の排ガスにおける  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  濃度を測定する排ガスセンサ 3 4 と、排ガスにアンモニアを供給して  $\text{NO}_x$  を  $\text{N}_2$  に還元する脱硝装置 2 0 2 と、脱硝後の排ガスを排出する煙突 1 5 5 とを備えている。

#### 【0020】

電気事業者 9 2 の発電設備は、運転条件,  $\text{CO}_2$  目標値, 発電指令を出力する発電指令手段 4 5 と、供給量調整装置 1 1 3, 供給量調整装置 1 2 2, 供給量調整装置 1 6 1, ボイラ装置 1 3 0 を制御する運転制御装置 3 3 と、通信制御装置 2 1 0 と、ガイダンス装置 8 8 とを備えている。

#### 【0021】

燃料情報管理事業者 9 3 は、通信制御装置 2 1 1 と、異常診断装置 2 1 2 と、ガイダンス装置 8 8 と、本発明による発電コスト最適化装置 1 4 とを備えている。

#### 【0022】

燃料情報管理事業者 93 の発電コスト最適化装置 14 は、燃料供給事業者 91 から、化石燃料および代替燃料の価格、在庫量、納期、組成、発熱量などのデータを受け取る。

#### 【0023】

発電コスト最適化装置 14 は、電気事業者 92 から、ボイラ装置 130 の燃焼温度などの運転データ、排ガスセンサ 34 が検出した  $\text{CO}_2$ 、 $\text{NO}_x$  濃度データ、発電指令手段 45 から出力された目標発電出力を受け取る。

#### 【0024】

図 2 は、電気事業者 92 の発電プラント機器の系統構成を示す図である。

#### 【0025】

燃料供給事業者 91 から納品された化石燃料である石炭 102 は、化石燃料調整手段 112 に貯蔵され、石炭粉碎装置 114 に供給される。微粉碎された石炭は、石炭ボイラ装置のバーナ 131 に搬送される。

#### 【0026】

一方、代替燃料 105 は、代替燃料調整手段(貯蔵タンク) 121 からポンプ 163 により押し出される。代替燃料 105 の混合量は、石炭供給量に対して質量比で 0～50% の範囲である。混合された代替燃料は、微粉炭 102 とともにボイラ 130 のバーナ 131 に供給される。代替燃料 105 の混合方法には、供給する代替燃料 105 の形態に応じて、ガス供給方式、液噴霧方式、固体供給方式などを採用する。

#### 【0027】

微粉炭 102 とともにバーナ 131 に供給された代替燃料 105 は、石炭 102 の燃焼により燃焼ガス温度が上昇するに従って分解し、ヒドロペルオキシラジカル hydroperoxyradical  $\text{HOO}\cdot$  を生成する。ヒドロペルオキシラジカル  $\text{HOO}\cdot$  は、燃焼により生成した  $\text{NO}$  を  $\text{NO}_2$  に酸化する。 $\text{NO}_2$  は、 $\text{NO}$  に比べて活性であり、ガス中に共存する炭化水素類、 $\text{CO}$ 、 $\text{H}_2$ 、シアン  $\text{HCN}$ 、アンモニア  $\text{NH}_3$ 、これらに関連する化合物またはラジカル類によって、 $\text{N}_2$  に還元される。

#### 【0028】

代替燃料としてDMEを混合した場合、生成したアルキルラジカルalkylradical  $\text{CH}_3\text{OCH}_2\cdot$  が、 $\text{NO}_2$  の還元に参加する。

#### 【0029】

石炭ボイラ装置130の側壁は、水冷管で構成された水冷壁構造となっており、石炭燃焼熱は、水冷管内部を流れる水または蒸気に吸収される。

#### 【0030】

排ガスセンサ34は、石灰ボイラ装置130から出る排ガス107中の $\text{CO}_2$ などの濃度を検出する。

#### 【0031】

排ガスの中のダストは、集塵装置151により除去され、 $\text{NO}_x$ は、脱硝装置202により除去される。具体的には、アンモニア供給手段154から供給されたアンモニアを脱硝塔153に噴霧し、排ガス中の $\text{NO}_x$ をアンモニアと反応させて還元し、 $\text{N}_2$ にする。脱硝処理後の排ガスは、煙突155から大気に放出する。

#### 【0032】

化石燃料調整手段112および代替燃料調整手段121には、それぞれ消費量を検出するセンサが配置されている。脱硝装置202のアンモニア供給手段154には、アンモニア消費量を検出するセンサが配置されている。

#### 【0033】

これら各センサの出力は、運転制御装置33から、燃料情報管理事業者93の発電コスト最適化装置14に出力される。

#### 【0034】

図3は、燃料情報管理事業者93内の発電コスト最適化装置14の構成の一例を示すブロック図である。

#### 【0035】

発電コスト最適化装置14は、価格データベースDB20と、計画手段30と、演算手段40と、評価手段50とからなる。価格DB20は、化石燃料価格DB21と、代替燃料価格DB22と、電力価格DB23と、 $\text{CO}_2$ 排出権価格DB24とを含んでいる。

**【0036】**

計画手段30は、第0次すなわち当初合成燃料投入計画を作成する。この当初合成燃料投入計画は、他の発電プラントなどにおけるこれまでの実績値を参照して、期間や量が修正可能なパラメータを発電プラントの運転中の所定期間は所定値に設定し、比例係数が修正可能なパラメータを負荷変化率に比例した所定量に設定する。

**【0037】**

本発明の発電コスト最適化方法においては、化石燃料および代替燃料の単価を使用し、目標発電出力を得るための燃料として、化石燃料に代替燃料を混合して使用した場合の燃料コストを演算し、CO<sub>2</sub>排出権の取引を考慮し、化石燃料のみを燃料として使用した場合の燃料コストよりもその燃料コストが低くなる代替燃料の投入割合を決定する。

**【0038】**

電気事業者92が、燃料として化石燃料のみを使用した場合の燃料コストと、化石燃料に代替燃料を前記投入割合で投入した場合の燃料コストとを算出し、両コストの差分に予め定めた係数を掛けたコストを算出する。

**【0039】**

これらの計算の際、発電コスト最適化装置14は、実測値に基づいて、使用燃料および空気量に対応して決定されるCO<sub>2</sub>排出量を求めるプラントの特性式をキャリブレートしておく。

**【0040】**

すなわち、演算手段40は、燃料価格などのデータに基づき、燃料コストを最小化する計算を実行する。演算手段40およびその処理手順は、実測値に基づいて予めキャリブレートしてあり、既設プラント1年分の運用実績データまたは想定データを参照して、消費するCO<sub>2</sub>排出権、燃料使用量、売電量に基づき、コストを算出する。

**【0041】**

演算手段40は、計画手段30から第0次合成燃料投入計画を入力し、価格DB20から化石燃料価格21、代替燃料価格22、電力価格23、CO<sub>2</sub>排出権



価格 24 を取り込む。演算手段 40 は、設定された各パラメータ情報、化石燃料価格 21、代替燃料価格 22、電力価格 23、CO<sub>2</sub> 排出権価格 24 と、化石燃料使用量、代替燃料使用量、売電量の各データとに基づいて、燃料コストを算出する。

#### 【0042】

演算手段 40 は、現在の化石燃料単価、代替燃料単価などの基本的なパラメータの他に、化石燃料利用割引数、代替燃料利用割引数、代替燃料変換係数などを用いてもよい。代替燃料変換係数は、 $\text{代替燃料変換係数} = \text{化石燃料発熱量} / \text{代替燃料発熱量}$  で示される係数であり、燃料供給事業者 91 が、販売する化石燃料の発熱量と代替燃料の発熱量との比を示す値である。化石燃料利用割引係数、代替燃料割引係数は、値引き係数であり、発注量が多いほど係数が大きくなるように設定される。

#### 【0043】

評価手段 50 は、燃料コストの計算結果が最適コストに到達したか否かを判断し、未だ到達していなければ、第 0 次合成燃料投入計画を修正して第 1 次合成燃料投入計画を作成し、演算手段 40 に再入力する。この手順を最適コストに達するまで繰り返す。

#### 【0044】

燃料コストの計算結果が最適コストに到達したら、発電コスト最適化装置 14 は、最適コストとなる代替燃料の最適投入計画を電気事業者の運転制御装置 33 に送信する。運転制御装置 33 は、得られた最適投入計画に従い化石燃料に代替燃料を混合して発電する。

#### 【0045】

図 4 は、発電コスト最適化装置 14 の処理手順の一例を示すフローチャートである。

#### 【0046】

本発明による発電プラントのコスト最小化の具体的計算方法および算出式の一例を説明する。ここでは、発電プラントを一定期間運転したときに得られる電機出力の積算値を発電出力という。

## 【0047】

ステップ45：発電プラントのエネルギー変換効率は、燃料の種類では変化せず、負荷が変動しても一定であると仮定すると、発電出力は、  
発電出力

$$= f_1(\text{燃料使用量}) = K_1 \times \text{燃料使用量} \quad \dots(1)$$

と表現できる。 $f_1$ は関数を表し、 $K_1$ は比例定数である。

## 【0048】

燃料使用量は、重量や容積ではなく、単位時間当たりにプラントに投入する発熱量で表し、例えばkWh/yearを単位とすると、比例定数 $K_1$ は、発電効率そのものとなる。ここで燃料使用量とは、

燃料使用量＝

$$\text{代替燃料使用量} + \text{化石燃料使用量} \quad \dots(2)$$

として求められ、代替燃料の使用量と化石燃料の使用量との合計である。

## 【0049】

実際には、(2)式のような単純な関係ではなく、代替燃料によりプラント発電効率が変化するため、燃料使用量は、

燃料使用量＝

$$A_1 \times \text{代替燃料使用量} + \text{化石燃料使用量} \quad \dots(2)'$$

のようになる。 $A_1$ は、代替燃料の投入による発電プラントの効率変化に基づく変数である。

## 【0050】

ステップ49：次に、有害排気ガスの排出量およびCO<sub>2</sub>排出権について考える。燃料使用量の100%が化石燃料であったと仮定した場合の有害物質基本排出量は、運転状態や負荷レベルに影響されず、化石燃料の投入量に比例すると仮定すると、

基本排出量＝

$$f_2(\text{基本燃料使用量}) = K_2 \times \text{基本燃料使用量} \quad \dots(3)$$

となる。ここで、基本燃料使用量とは、燃料使用量の100%を化石燃料とした場合の化石燃料使用量である。 $f_2$ は、関数を表し、 $K_2$ は、プラントの特性に

依存する比例定数である。

### 【0051】

次に、代替燃料を投入した場合の有害物質排出量の削減分は、運転の状態や負荷レベルに影響されず、代替燃料使用量に比例すると仮定して、

排出量削減分 =  $f_3$  (代替燃料使用量)

=  $K_3 \times$  代替燃料使用量 ...(4)

を得る。 $f_3$  は関数を表し、 $K_3$  はプラントの特性に依存する比例定数である。

### 【0052】

ステップ 490：実際の有害物質実排出量は、(3) と (4) との差

実排出量 = 基本排出量 - 排出量削減分 ...(5)

で計算できる。

### 【0053】

CO<sub>2</sub> 排出権購入量は、実排出量の関数として、

排出権購入量 =  $f_4$  (排出量)

実排出量 > 排出権配布分のときは、

= (実排出量 - 排出権配布分)

実排出量 ≤ 排出権配布分のときは、

= 0 ...(6)

として定義できる。ここで、CO<sub>2</sub> 排出権配布分とは、無償で配布された CO<sub>2</sub> 排出権により許容された有害物質の排出量である。

### 【0054】

ステップ 491, 492：これらのパラメータと、代替燃料、化石燃料、CO<sub>2</sub> 排出権の単価とを考慮して、燃料および CO<sub>2</sub> 排出権の購入および販売に伴う燃料コストを計算する。まず、燃料コストは、代替燃料、化石燃料の単価と使用量との積および CO<sub>2</sub> 排出権の単価と購入量との積の合計であるので、

ステップ 491：CO<sub>2</sub> 排出権購入の場合は、

燃料コスト =

代替燃料使用量 × 代替燃料単価 +

化石燃料使用量 × 化石燃料単価 +

排出権取引量×排出権取引単価 …(7)

となり、

ステップ492：CO<sub>2</sub>排出権販売の場合は、

燃料コスト＝

代替燃料使用量×代替燃料単価＋

化石燃料使用量×化石燃料単価－

排出権取引量×排出権取引単価 …(8)

が得られる。

#### 【0055】

代替燃料単価、化石燃料単価、CO<sub>2</sub>排出権単価は、株式価格のように変動する。化石燃料の単価は、夏季に安く冬季になると高くなることが知られている。

#### 【0056】

また、米国では、CO<sub>2</sub>排出権は、夏季の電力需要が高い時期に消費されるため、秋季に不足することが知られており、秋季から冬季にかけてCO<sub>2</sub>排出権価格が高騰すると考えられる。

#### 【0057】

燃料の貯蔵量には限界がある。一方、CO<sub>2</sub>排出権は証券なので、購入の制限はないから、安いうちに買っておくという戦略が可能となる。

#### 【0058】

したがって、詳細な収益性を評価するには、(1)～(8)式の非線形特性やプラントの性能を考慮して計算する必要がある。

#### 【0059】

例えば、(1)式の発電出力は、1年間の積算値と考える。通常、事前に1年分の発電出力を決定できるプラントはなく、需要家の電力需要変動に応じて発電された電機出力の合計が、発電出力となる。

#### 【0060】

そこで、本発明の発電コスト最適化方法においては、例えば6月の時点で当年の今までの運転実績に基づく燃料コスト、排出量を集計し、そのうえで12月までの価格予測、電力需要予測を反映して、今後の代替燃料およびCO<sub>2</sub>排出権の

購入量を決める。

#### 【0 0 6 1】

このような計算を実施する場合、設定値はCO<sub>2</sub>排出権配布分であり、予測値としての入力、発電出力、代替燃料単価、化石燃料単価である。

#### 【0 0 6 2】

燃料コストを最小化するために操作するパラメータは、代替燃料使用量およびCO<sub>2</sub>排出量である。CO<sub>2</sub>排出権購入量は、計算により決定され、CO<sub>2</sub>排出権単価は、予測された最も安価になる時期の価格を使用すればよい。

#### 【0 0 6 3】

最適化方法としては、ニュートン法、最急降下法などの数理的手法や、遺伝的アルゴリズムなどの手法を適用できる。

#### 【0 0 6 4】

以上の計算式および計算方法による演算の結果として出力される項目は、化石燃料消費量、合成燃料消費量、発電量、有害排出ガス排出量(CO<sub>2</sub>など)の4項目とする。

#### 【0 0 6 5】

これらコスト計算および出力結果により、当初に設定した第0次合成燃料投入計画を見直して修正し、次の第1次合成燃料投入計画を作成し、同様の計算を実施する。これらの処理を繰り返して実行し、コストが最小になる代替燃料の投入計画を探索する。

#### 【0 0 6 6】

コスト計算においては、設定された合成燃料混合計画において、電気事業者92がプラントを運転した際に、化石燃料のみを使用して発電した場合よりも削減した燃料代に所定係数を掛けた価格を、電気事業者92が運転計画を受け入れたことにより生じた燃料代削減メリット料として確認できる。

#### 【0 0 6 7】

代替燃料使用によるコスト削減とCO<sub>2</sub>排出権による出費とのバランスをとる場合、代替燃料は最少投入量で有害物質の排出量を最小にしつつ、CO<sub>2</sub>排出権による出費を最小化する必要がある。

**【0068】**

我が国の現状において、CO<sub>2</sub>排出権の費用に関して規制テーブルがなく、代替燃料であるDMEなどの価格はかなり変動的であるから、排出量とコストはその変動分を考慮して設定する必要がある。

**【0069】**

CO<sub>2</sub>排出権は、その発電量に応じて国から各電気事業者92に当初分配量として示される。当初分配されたCO<sub>2</sub>排出権は、無料である。当初分配量を超えて使用した分量については、当該電気事業者92がその超過分の費用を支払わなければならない。すなわち、必要な分量のCO<sub>2</sub>排出権を新たに購入しなければならない。

**【0070】**

本発明は、これらの課題に対して、図5から図9に示すように、代替燃料の使用量とCO<sub>2</sub>排出権使用量によるコストとの関係において、変動パラメータとして、代替燃料であるDMEなどの燃料価格、CO<sub>2</sub>排出権、排出量を考慮しつつ、コストが最小になる点を求める。

**【0071】**

図5から図9は、目標発電量一定を前提条件としている。図5から図8は、代替燃料単価が化石燃料単価よりも高い場合のコスト探索例を示し、図9は、化石燃料単価が代替燃料単価よりも高い場合のコスト探索例を示している。

**【0072】**

CO<sub>2</sub>排出権の購入または販売が発生する(1)～(5)の5パターンについて、それぞれのパターンにおける前提条件や処理内容を説明する。

**【0073】****【実施例1】**

化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub>排出権単価小の場合

図5は、目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub>排出権単価小の条件におけるCO<sub>2</sub>排出権初期割当量①、代替燃料使用による費用増加分②、代替燃料使用によるCO<sub>2</sub>排出量③、CO<sub>2</sub>排出権購入販売収入④、CO<sub>2</sub>排出権購入による超過分費用⑤、費用⑥、合計費用⑦の関係を示す図

である。CO<sub>2</sub> 排出権初期割当量①は一定である。

#### 【0 0 7 4】

化石燃料と代替燃料との単価差が小さいので、この単価差を考慮して代替燃料の使用による費用増加分が多めに設定された場合、代替燃料の使用割合が高くなるほど、費用②は増加し、右上がりの傾向を示す。

#### 【0 0 7 5】

このとき、代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub> 排出量は、図 3，4 に示す処理手順により計算され、代替燃料使用割合とは逆に、右下がりの曲線③の状態となる。

#### 【0 0 7 6】

代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub> 排出量③が、CO<sub>2</sub> 排出権の初期割当量①を超過した場合、新たにCO<sub>2</sub> 排出権の購入が、必要となる。このときに発生する費用は、曲線⑤の状態となる。

#### 【0 0 7 7】

一方、上記代替燃料投入によるCO<sub>2</sub> 排出量③が、CO<sub>2</sub> 排出権の初期割当量①を超過しない場合、未使用分(余剰分)は、CO<sub>2</sub> 排出権販売として利用できる。このときに発生する費用は、曲線④の状態となる。

#### 【0 0 7 8】

これらの状況において、燃料単価差、CO<sub>2</sub> 排出権単価差により発生する費用は、代替燃料使用による費用増加分②に、それぞれ上記④，⑤の場合の増減分を加算してCO<sub>2</sub> 排出権購入費用を反映した場合、発生費用は⑥の曲線となり、CO<sub>2</sub> 排出権販売費用を反映した場合⑦の曲線となる。

#### 【0 0 7 9】

燃料コスト最小の位置として、図 4 に示す処理手順におけるステップ 4 9 1，4 9 2 の燃料コストの算出式を使用し、図 5 の曲線⑥，⑦の線上 P Q R の最下点である Q のポイントが求められる。

#### 【0 0 8 0】

#### 【実施例 2】

化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub> 排出権単価大の場合

図 6 は、目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO

2 排出権単価大の条件におけるCO<sub>2</sub>排出権初期割当量①，代替燃料使用による費用増加分②，代替燃料使用によるCO<sub>2</sub>排出量③，CO<sub>2</sub>排出権購入販売収入④，CO<sub>2</sub>排出権購入による超過分費用⑤，費用⑥，合計費用⑦の関係を示す図である。CO<sub>2</sub>排出権初期割当量①は一定である。

#### 【0081】

化石燃料と代替燃料との単価差が小さいので、この単価差を考慮して代替燃料の使用による費用増加分が多めに設定された場合、代替燃料の使用割合が高くなるほど、費用②は増加し、右上がりの傾向を示す。

#### 【0082】

このとき、代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub>排出量は、図3，4に示す処理手順により計算され、代替燃料使用割合とは逆に、右下がりの曲線③の状態となる。

#### 【0083】

代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過した場合、新たにCO<sub>2</sub>排出権の購入が、必要となる。このときに発生する費用は、曲線⑤の状態となる。

#### 【0084】

一方、上記代替燃料投入によるCO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過しない場合、未使用分(余剰分)は、CO<sub>2</sub>排出権販売として利用できる。このときに発生する費用は、曲線④の状態となる。

#### 【0085】

これらの状況において、燃料単価差，CO<sub>2</sub>排出権単価差により発生する費用は、代替燃料使用による費用増加分②に、それぞれ上記④，⑤の場合の増減分を加算してCO<sub>2</sub>排出権購入費用を反映した場合、発生費用は⑥の曲線となり、CO<sub>2</sub>排出権販売費用を反映した場合⑦の曲線となる。

#### 【0086】

燃料コスト最小の位置として、図4に示す処理手順におけるステップ491，492の燃料コストの算出式を使用し、図6の曲線⑥，⑦の線上PQRの最下点であるQのポイントが求められる。

#### 【0087】



**【実施例 3】**

化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)、CO<sub>2</sub>排出権単価小の場合

図 7 は、目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)、CO<sub>2</sub>排出権単価小の条件における CO<sub>2</sub>排出権初期割当量①、代替燃料使用による費用増加分②、代替燃料使用による CO<sub>2</sub>排出量③、CO<sub>2</sub>排出権購入販売収入④、CO<sub>2</sub>排出権購入による超過分費用⑤、費用⑥、合計費用⑦の関係を示す図である。CO<sub>2</sub>排出権初期割当量①は一定である。

**【0088】**

化石燃料と代替燃料との単価差が大きいので、この単価差を考慮して代替燃料の使用による費用増加分が少なめに設定された場合、代替燃料の使用割合が高くなるほど、費用②は増加し、図 5、図 6 よりも緩やかな右上がりの傾向を示す。

**【0089】**

このとき、代替燃料の投入による CO<sub>2</sub>排出量は、図 3、4 に示す処理手順により計算され、代替燃料使用割合とは逆に、右下がりの曲線③の状態となる。

**【0090】**

代替燃料の投入による CO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過した場合、新たに CO<sub>2</sub>排出権の購入が、必要となる。このときに発生する費用は、曲線⑤の状態となる。

**【0091】**

一方、上記代替燃料投入による CO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過しない場合、未使用分(余剰分)は、CO<sub>2</sub>排出権販売として利用できる。このときに発生する費用は、曲線④の状態となる。

**【0092】**

これらの状況において、燃料単価差、CO<sub>2</sub>排出権単価差により発生する費用は、代替燃料使用による費用増加分②に、それぞれ上記④、⑤の場合の増減分を加算して CO<sub>2</sub>排出権購入費用を反映した場合、発生費用は⑥の曲線となり、CO<sub>2</sub>排出権販売費用を反映した場合⑦の曲線となる。

**【0093】**

燃料コスト最小の位置として、図 4 に示す処理手順におけるステップ 491、

492の燃料コストの算出式を使用し、図7の曲線⑥、⑦の線上PQRの最下点であるQのポイントが求められる。

#### 【0094】

##### 【実施例4】

化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)、CO<sub>2</sub>排出権単価大の場合

図8は、目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)、CO<sub>2</sub>排出権単価大の条件におけるCO<sub>2</sub>排出権初期割当量①、代替燃料使用による費用増加分②、代替燃料使用によるCO<sub>2</sub>排出量③、CO<sub>2</sub>排出権購入販売収入④、CO<sub>2</sub>排出権購入による超過分費用⑤、費用⑥、合計費用⑦の関係を示す図である。CO<sub>2</sub>排出権初期割当量①は一定である。

#### 【0095】

化石燃料と代替燃料との単価差が大きいので、この単価差を考慮して代替燃料の使用による費用増加分が少なめに設定された場合、代替燃料の使用割合が高くなるほど、費用②は増加し、図5、図6よりも緩やかな右上がりの傾向を示す。

#### 【0096】

このとき、代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub>排出量は、図3、4に示す処理手順により計算され、代替燃料使用割合とは逆に、右下がりの曲線③の状態となる。

#### 【0097】

代替燃料の投入によるCO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過した場合、新たにCO<sub>2</sub>排出権の購入が、必要となる。このときに発生する費用は、曲線⑤の状態となる。

#### 【0098】

一方、上記代替燃料投入によるCO<sub>2</sub>排出量③が、CO<sub>2</sub>排出権の初期割当量①を超過しない場合、未使用分(余剰分)は、CO<sub>2</sub>排出権販売として利用できる。このときに発生する費用は、曲線④の状態となる。

#### 【0099】

これらの状況において、燃料単価差、CO<sub>2</sub>排出権単価差により発生する費用は、代替燃料使用による費用増加分②に、それぞれ上記④、⑤の場合の増減分を加算してCO<sub>2</sub>排出権購入費用を反映した場合、発生費用は⑥の曲線となり、C

CO<sub>2</sub> 排出権販売費用を反映した場合⑦の曲線となる。

#### 【0100】

燃料コスト最小の位置として、図 4 に示す処理手順におけるステップ 491, 492 の燃料コストの算出式を使用し、図 8 の曲線⑥, ⑦の線上 PQR の最下点である Q のポイントが求められる。

#### 【0101】

##### 【実施例 5】

化石燃料単価 $\geq$ 代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub> 排出権単価大の場合

図 9 は、目標発電量一定、化石燃料単価 $\geq$ 代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub> 排出権単価大の条件における CO<sub>2</sub> 排出権初期割当量①, 代替燃料使用による費用増加分②, 代替燃料使用による CO<sub>2</sub> 排出量③, CO<sub>2</sub> 排出権購入販売収入④, CO<sub>2</sub> 排出権購入による超過分費用⑤, 費用⑥, 合計費用⑦の関係を示す図である。CO<sub>2</sub> 排出権初期割当量①は一定である。

#### 【0102】

本例では、代替燃料単価が化石燃料単価を下回っているから、代替燃料を使うほど、費用が少なくなる。すなわち、化石燃料と代替燃料との単価差が小さいので、この単価差を考慮して代替燃料の使用による費用増加分が多めに設定された場合、代替燃料の使用割合が高くなるほど、費用②は減少し、右下がりの傾向を示す。

#### 【0103】

このとき、代替燃料の投入による CO<sub>2</sub> 排出量は、図 3, 4 に示す処理手順により計算され、右下がりの曲線③の状態となる。

#### 【0104】

代替燃料の投入による CO<sub>2</sub> 排出量③が、CO<sub>2</sub> 排出権の初期割当量①を超過した場合、新たに CO<sub>2</sub> 排出権の購入が、必要となる。このときに発生する費用は、曲線⑤の状態となる。

#### 【0105】

一方、上記代替燃料投入による CO<sub>2</sub> 排出量③が、CO<sub>2</sub> 排出権の初期割当量①を超過しない場合、未使用分(余剰分)は、CO<sub>2</sub> 排出権販売として利用できる

。このときに発生する費用は、曲線④の状態となる。

#### 【0106】

これらの状況において、燃料単価差、CO<sub>2</sub>排出権単価差により発生する費用は、代替燃料使用による費用減少分②に、それぞれ上記④、⑤の場合の増減分を加算してCO<sub>2</sub>排出権購入費用を反映した場合、発生費用は⑥の曲線となり、CO<sub>2</sub>排出権販売費用を反映した場合⑦の曲線となる。

#### 【0107】

燃料コスト最小の位置として、図4に示す処理手順におけるステップ491、492の燃料コストの算出式を使用し、図9の曲線⑥、⑦の線上PQRの最下点であるRのポイントが求められる。この場合は、条件の再設定が必要となる。

#### 【0108】

CO<sub>2</sub>排出権初期割当分量に応じて、次の2ケースも想定される。

#### 【0109】

ケース1は、CO<sub>2</sub>排出権初期割当分量が多く、代替燃料使用によるCO<sub>2</sub>排出量を完全に上回った状態であり、互いの曲線は交差しない。この場合は、CO<sub>2</sub>排出権の販売のみとなる。

#### 【0110】

ケース2は、CO<sub>2</sub>排出権初期割当分量が少なく、代替燃料使用によるCO<sub>2</sub>排出量を完全に下回った状態であり、互いの曲線は交差しない。この場合は、CO<sub>2</sub>排出権の購入のみとなる。

#### 【0111】

燃料情報管理事業者93内に設置されたガイダンス装置88は、これら代替燃料であるDMEなどの投入効果に関する計算処理において、図5から図9の計算状況、各燃料価格、電力価格などの各種情報データ、コストなどの出力結果を表示する機能を持つ。

#### 【0112】

本実施形態1によれば、電気事業者92は、CO<sub>2</sub>排出権の取引を考慮したとき、化石燃料のみを使用した場合よりも、コストが低くなるような混合割合で代替燃料を混合する運転計画を受け取ることができる。この運転計画に従って運転

すると、化石燃料のみを使用した場合よりも低コストで発電できる。また、代替燃料の使用により、ボイラ 130 から排出される排ガスに含まれている CO<sub>2</sub> の総量が減少するので、脱硝装置 202 で除去しきれずに外部に排出される CO<sub>2</sub> の量を削減し、環境に配慮したクリーンな発電を実現できる。

#### 【0113】

一方、燃料供給事業者 91 は、電気事業者 92 が代替燃料を購入する機会が多くなり、安定した需要が保証される。したがって、燃料供給事業者 91 は、複数のプラントで代替燃料を低コストに大量生産することが可能となり、安定した利益を挙げることができる。大量生産により供給が安定するとともに、生産価格も下がるため、代替燃料の単価が安くなり、電気事業者 92 からの需要がますます増加するという好ましいサイクルが得られる。

#### 【0114】

##### 【実施形態 2】

図 10 は、本発明による発電事業支援システムにおける燃料、情報、対価の流れを示すブロック図である。本実施形態 2 の発電事業支援システムでは、燃料供給事業者 91 と電気事業者 92 と燃料情報管理事業者 93 とが、燃料、情報、対価の流れに関して契約 7 を締結する。

#### 【0115】

燃料情報管理事業者 93 は、この契約 7 に従って、燃料供給事業者 91 からの代替燃料購入先の確保要求と、電気事業者 92 からの低価格代替燃料の安定供給要求とを同時に満たし、電気事業者 92 による化石燃料から代替燃料への転換を推進し、CO<sub>2</sub> の削減に努める。

#### 【0116】

燃料供給事業者 91 は、化石燃料に代替する DME などの代替燃料を販売する。

#### 【0117】

電気事業者 92 は、化石燃料および代替燃料を燃料として発電し、得られた電力を販売する。

#### 【0118】

燃料情報管理事業者 9 3 は、電気事業者 9 2 から発電設備の運用条件および現状の運転データ 1 0 を受け取り、燃料供給事業者 9 1 から燃料価格情報 1 を受け取る。燃料情報管理事業者 9 3 は、これらのデータおよび情報に基づき、発電コスト最適化装置 1 4 により、電気事業者 9 2 の発電設備において燃料代が最も低くなる化石燃料と代替燃料との混合比を求め、この混合比で発電設備を運転するための運転計画を作成し、電気事業者 9 2 に運転計画 1 1 8 を受け渡す。燃料情報管理事業者 9 3 は、上記混合比で運転するために必要な量の代替燃料 2 を燃料供給事業者 9 1 に発注する。燃料供給事業者 9 1 は、発注された代替燃料 5 を電気事業者 9 2 に納入する。

#### 【0 1 1 9】

電気事業者 9 2 は、納入された代替燃料 5 の代金 6 を燃料供給事業者 9 1 に支払う。

#### 【0 1 2 0】

燃料情報管理事業者 9 3 は、混合燃焼運転計画 1 1 8 により削減できた燃料代と、削減した排ガス脱硝装置の運転コストすなわち還元剤コストの削減分や脱硝ファンの動力削減分などと、石炭粉碎装置の運転コストすなわち粉碎動力の削減分などを計算し、それら削減分に予め定めた係数を掛けた価格を燃料代低減メリット料 1 2 a として電気事業者 9 2 に請求する 1 2 9。

#### 【0 1 2 1】

電気事業者 9 2 は、メリット料 1 2 a を燃料情報管理事業者 9 3 に支払う 1 3 。

#### 【0 1 2 2】

燃料情報管理事業者 9 3 は、電気事業者 9 2 から受け取った発電設備の運転データ 1 0 に基づき、機器 8 a などに異常がないかを常時チェックする。機器 8 a などに異常が発見された場合、燃料情報管理事業者 9 3 は、異常を回避する運転方法を求め、運転計画 1 1 8 として発電所の運転制御装置に送る。

#### 【0 1 2 3】

発電コスト最適化装置 1 4 は、電気事業者 9 2 と通信し、目標発電出力、予め定めた日数例えば 1 日間についての化石燃料消費量、代替燃料消費量、脱硝装置

ユーティリティ使用量を取り込む。化石燃料消費量および代替燃料消費量は、運転制御装置 3 3 が、供給量調整装置 1 1 3, 1 2 2 を制御し、実際にボイラ装置 1 3 0 に供給した化石燃料と代替燃料の量である。脱硝装置ユーティリティ使用量は、運転制御装置 3 3 が、排ガスセンサ 3 4 で検出した  $\text{NO}_x$  の濃度に応じて脱硝装置 2 0 2 に投入を指示したアンモニア量である。

#### 【0 1 2 4】

電気事業者 9 2 の運転制御装置 3 3 は、燃料情報管理事業者 9 3 内の発電コスト最適化装置 1 4 が送信した運転計画を受け取り、その運転計画に従って発電設備のプラント機器を制御する。本実施形態 2 では、運転計画として、供給量調整装置 1 1 3, 1 2 2, 1 6 1 を構成するバルブの開度を受け取り、その開度に基づいて、供給量調整装置 1 1 3, 1 2 2, 1 6 1 を制御する。

#### 【0 1 2 5】

電気事業者 9 2 は、決定した代替燃料使用率  $\alpha$  でボイラ装置 1 3 0 に化石燃料および代替燃料を供給し、適切な空気量を供給し、所定の発電出力を得る。

#### 【0 1 2 6】

電気事業者 9 2 は、発電設備のプラント機器の計測器データのうち、実際に消費した化石燃料の消費量、代替燃料の消費量、脱硝装置 2 0 2 で使用したアンモニア量すなわち脱硝装置ユーティリティ使用量を、燃料情報管理事業者 9 3 内の発電コスト最適化装置 1 4 に送信する。

#### 【0 1 2 7】

本実施形態 2 の発電事業支援システムによれば、電気事業者 9 2 は、 $\text{CO}_2$  排出権の取引を考慮し、化石燃料のみを使用した場合よりもコストが低くなるような混合割合で、代替燃料を混合して運転できる。したがって、この運転計画に従って運転すると、化石燃料のみを使用した場合よりも低コストで発電できる。

#### 【0 1 2 8】

また、代替燃料の使用により、ボイラ 1 3 0 から排出される排ガスに含まれる  $\text{CO}_2$  の総量が削減されるので、環境に配慮したクリーンな発電を実現できる。

#### 【0 1 2 9】

電気事業者 9 2 が代替燃料を購入する機会が多くなり、安定した需要が保証さ

れるので、燃料供給事業者 91 は、複数のプラントで代替燃料を低コストに大量生産可能となり、安定した利益を得ることができる。

### 【0130】

#### 【発明の効果】

本発明によれば、発電プラントにおいて、代替燃料である DME などの使用と CO<sub>2</sub> 排出権の売買とを考慮し、当初設定した合成燃料投入計画に対して化石燃料価格、代替燃料価格、電力価格、設定された CO<sub>2</sub> 排出権価格などの情報に基づいて代替燃料の投入効果を計算するので、発電プラントのコストを最適化できる。

#### 【図面の簡単な説明】

#### 【図 1】

本発明による発電コスト最適化装置を含む発電事業支援システムの系統構成を示すブロック図である。

#### 【図 2】

電気事業者 92 の発電プラント機器の系統構成を示す図である。

#### 【図 3】

燃料情報管理事業者 93 内の発電コスト最適化装置 14 の構成の一例を示すブロック図である。

#### 【図 4】

発電コスト最適化装置 14 の処理手順の一例を示すフローチャートである。

#### 【図 5】

目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub> 排出権単価小の条件における代替燃料使用割合と CO<sub>2</sub> 排出量と費用との関係を示す図である。

#### 【図 6】

目標発電量一定、化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差小)、CO<sub>2</sub> 排出権単価大の条件における代替燃料使用割合と CO<sub>2</sub> 排出量と費用との関係を示す図である。

#### 【図 7】



目標発電量一定，化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)，CO<sub>2</sub>排出権単価小の条件における代替燃料使用割合とCO<sub>2</sub>排出量と費用との関係を示す図である。

【図 8】

目標発電量一定，化石燃料単価<代替燃料単価(燃料単価差大)，CO<sub>2</sub>排出権単価大の条件における代替燃料使用割合とCO<sub>2</sub>排出量と費用との関係を示す図である。

【図 9】

目標発電量一定，化石燃料単価 $\geq$ 代替燃料単価(燃料単価差小)，CO<sub>2</sub>排出権単価大の条件における代替燃料使用割合とCO<sub>2</sub>排出量と費用との関係を示す図である。

【図 10】

本発明による発電事業支援システムにおける燃料，情報，対価の流れを示すブロック図である。

【符号の説明】

- 1 燃料価格情報
- 2 発注情報
- 5 燃料納入
- 6 燃料代の支払い
- 7 契約関係
- 8 a 機器
- 10 運用条件情報
- 13 メリット料の支払い通知
- 14 発電コスト最適化装置
- 17 補修情報
- 20 価格DB
- 21 化石燃料
- 22 代替燃料価格DB
- 23 電力価格DB

2 4 C O 2 排出権価格 D B  
3 0 計画手段  
3 3 運転制御装置  
3 4 排ガスセンサ  
4 0 演算手段  
4 5 発電指令  
4 9 有害物質排出量  
5 0 評価手段  
8 8 ガイダンス装置  
8 9 ガイダンス装置  
9 1 燃料供給事業者  
9 2 電気事業者  
9 3 燃料情報管理事業者  
1 0 1 空気量  
1 0 2 石炭  
1 0 5 代替燃料  
1 0 7 排ガス  
1 1 2 化石燃料調整手段  
1 1 3 供給量調整手段  
1 1 4 石炭粉碎装置  
1 1 8 運用計画  
1 2 1 代替燃料調整手段  
1 2 2 供給量調整手段  
1 2 9 メリット料請求  
1 3 0 石炭ボイラ装置  
1 3 1 石炭バーナ  
1 5 1 集塵装置  
1 5 3 脱硝塔  
1 5 5 煙突

1 6 1 供給量調整手段

1 6 3 ポンプ

2 0 2 脱硝装置

2 1 0 通信制御装置

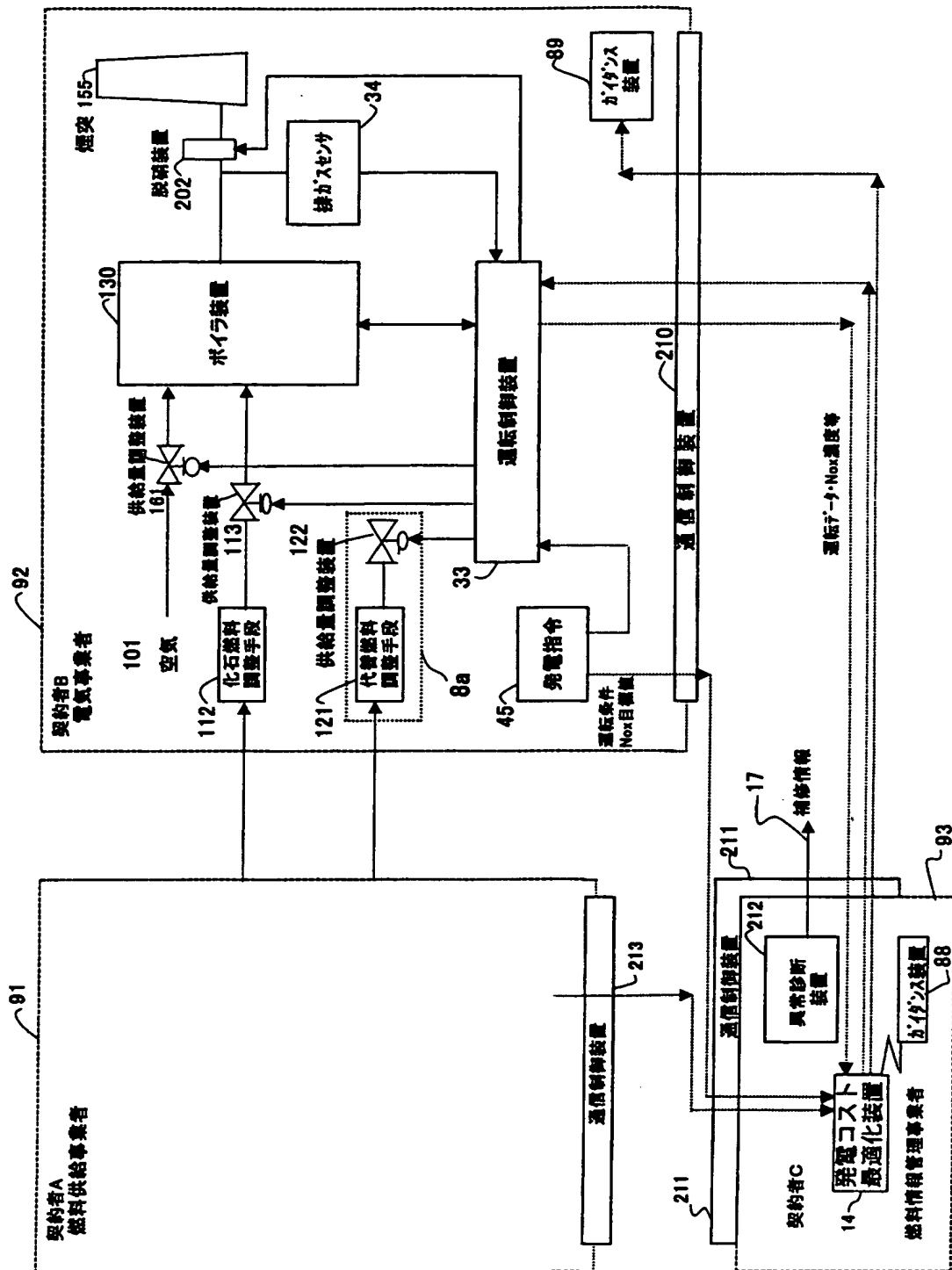
2 1 1 通信制御装置

2 1 2 異常診断装置

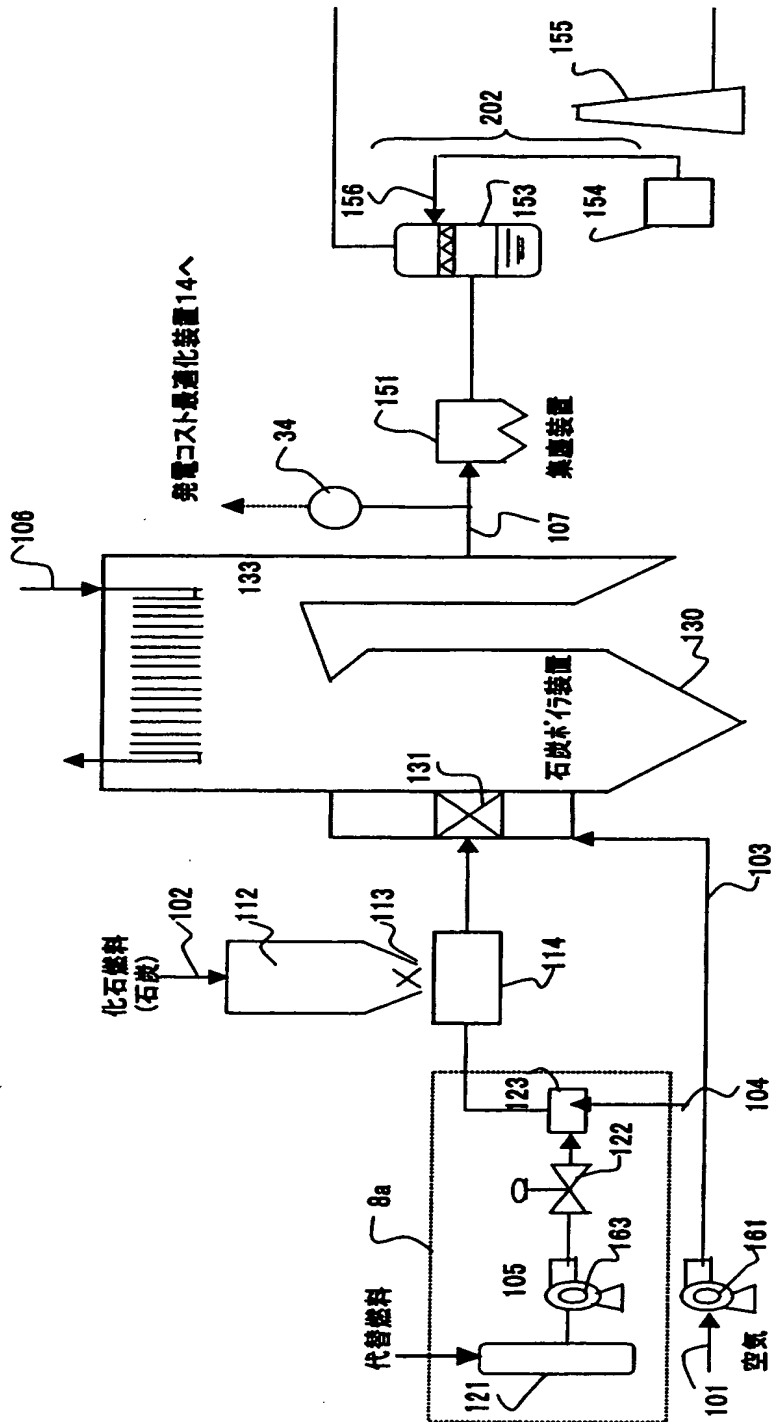
2 1 3 通信制御装置

【書類名】 図面

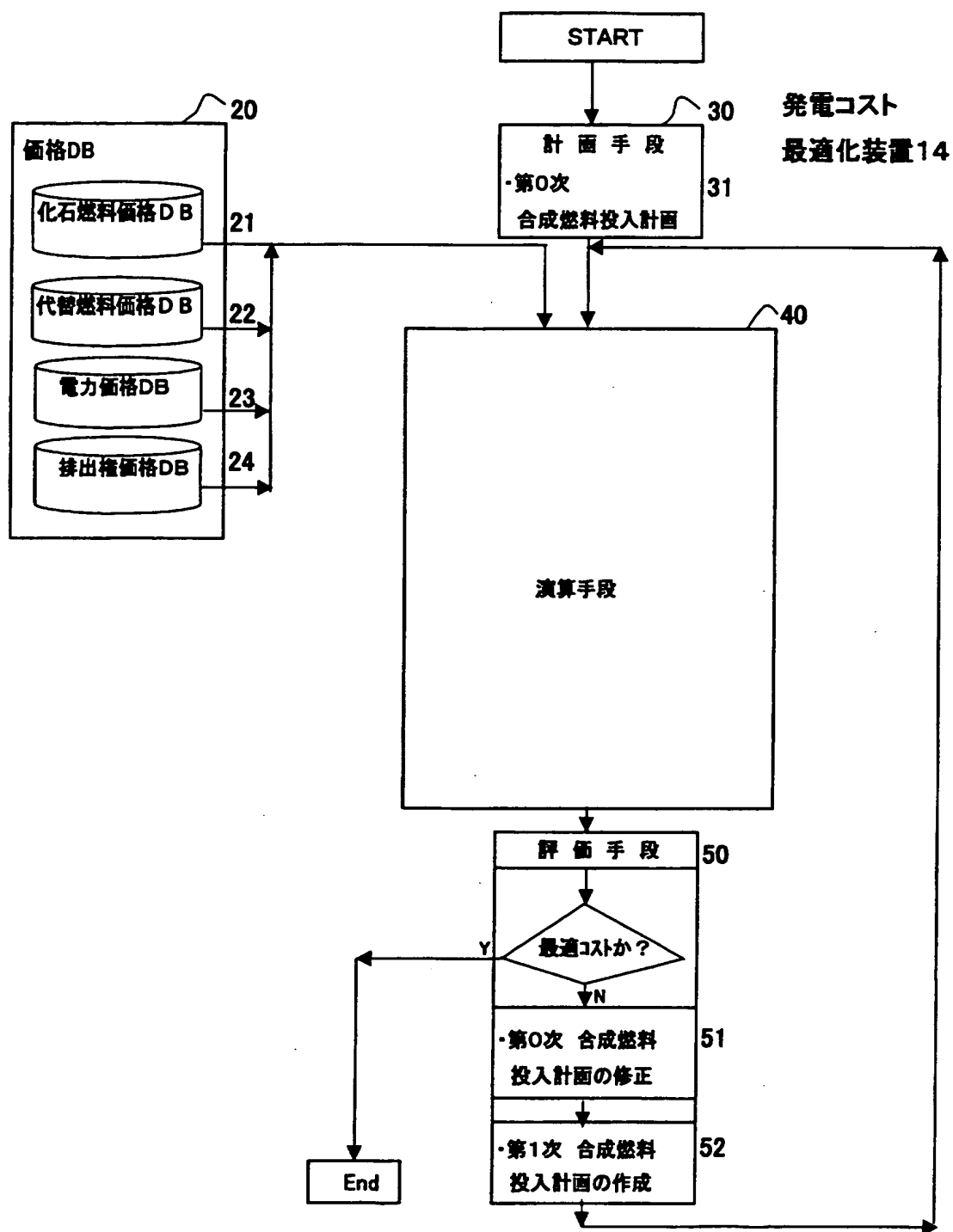
【図 1】



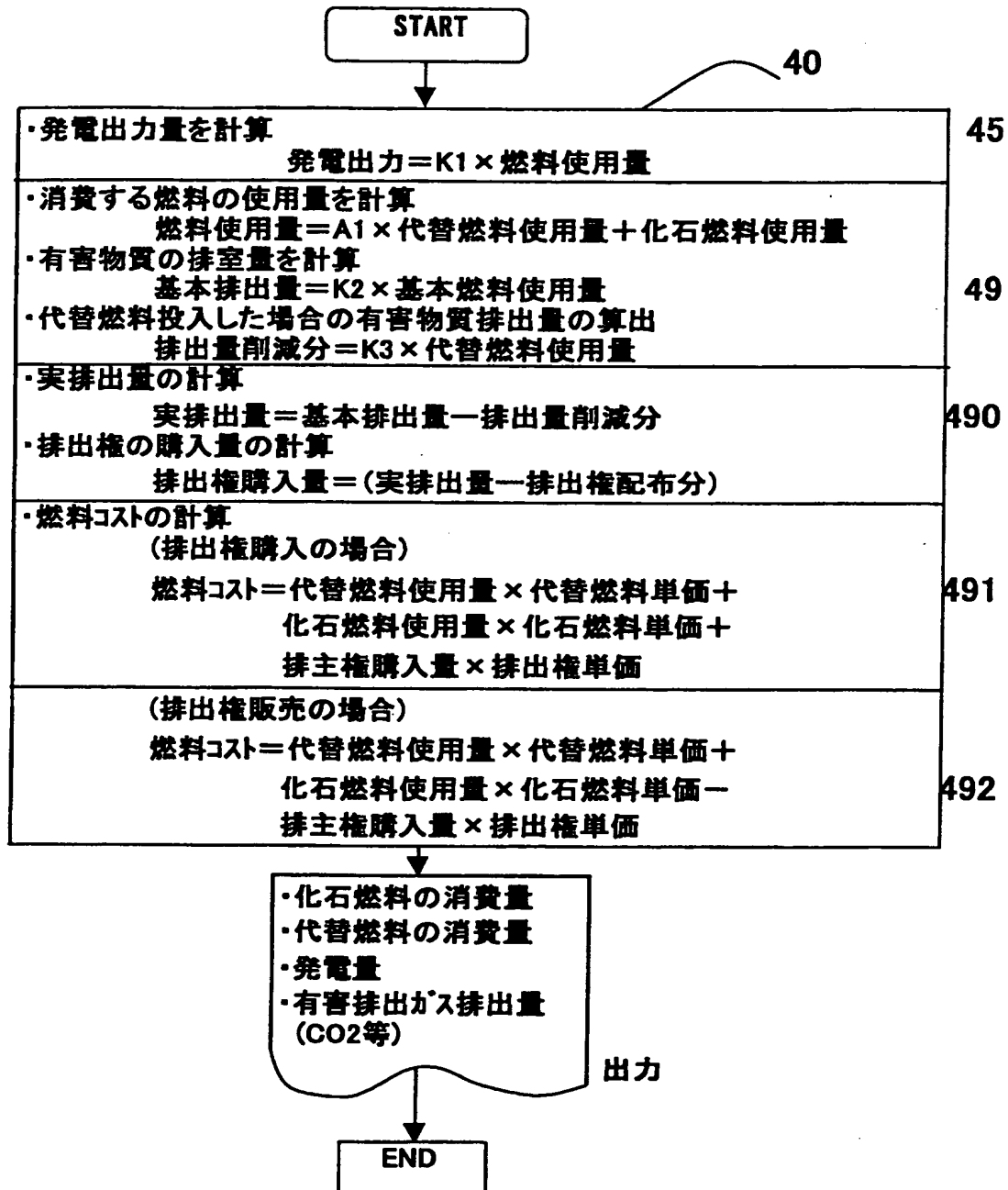
【図 2】



【図 3】



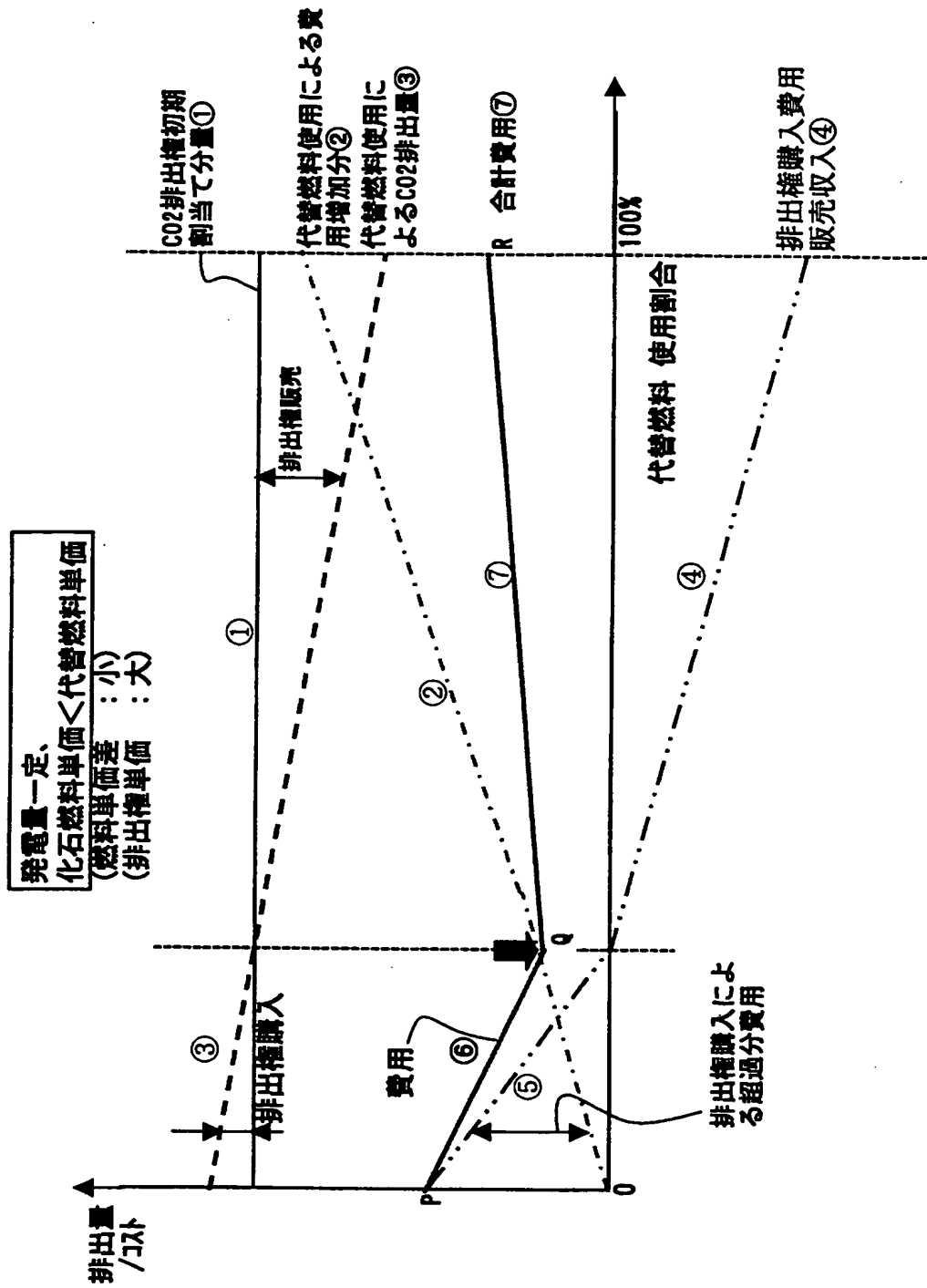
【図 4】



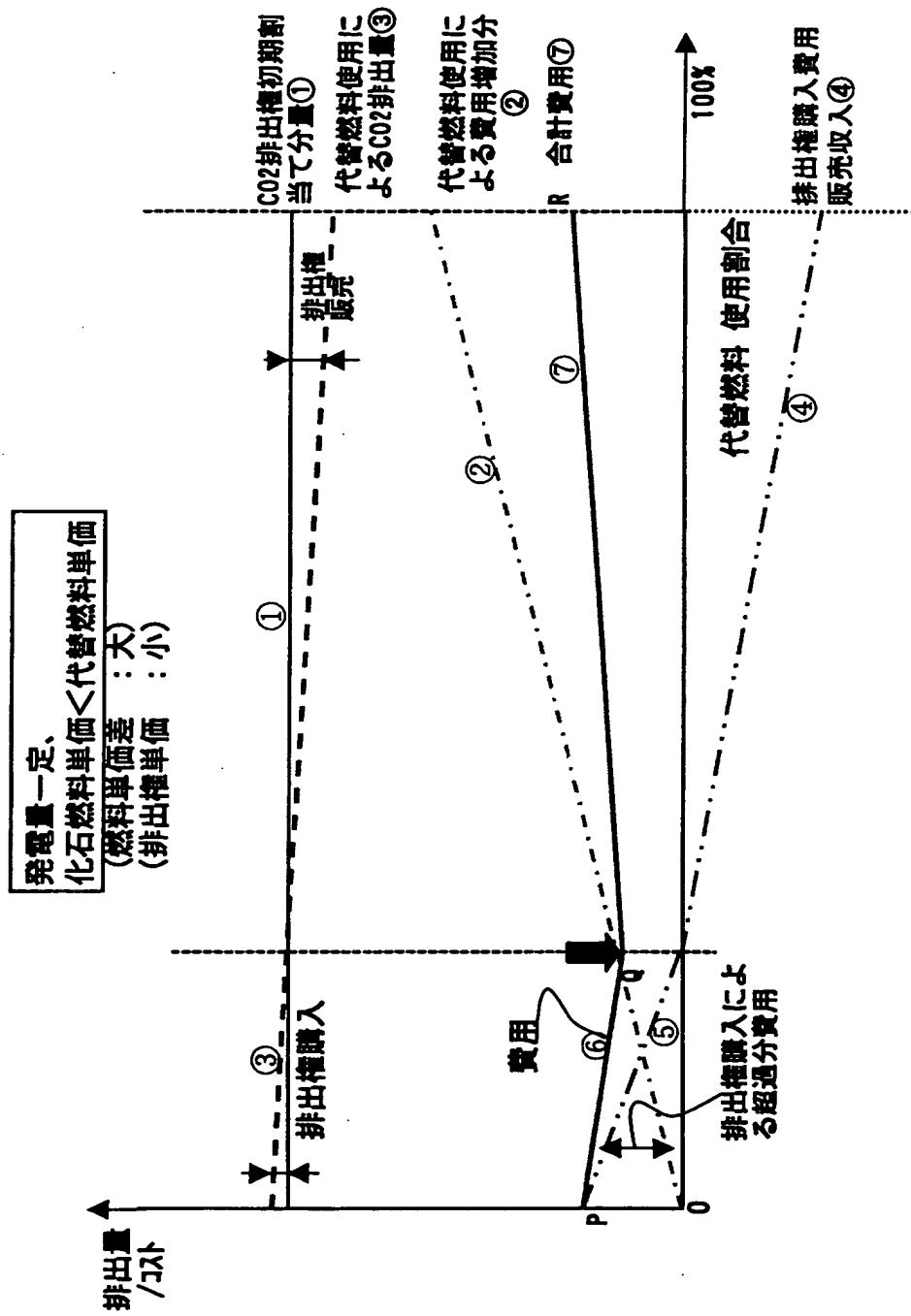




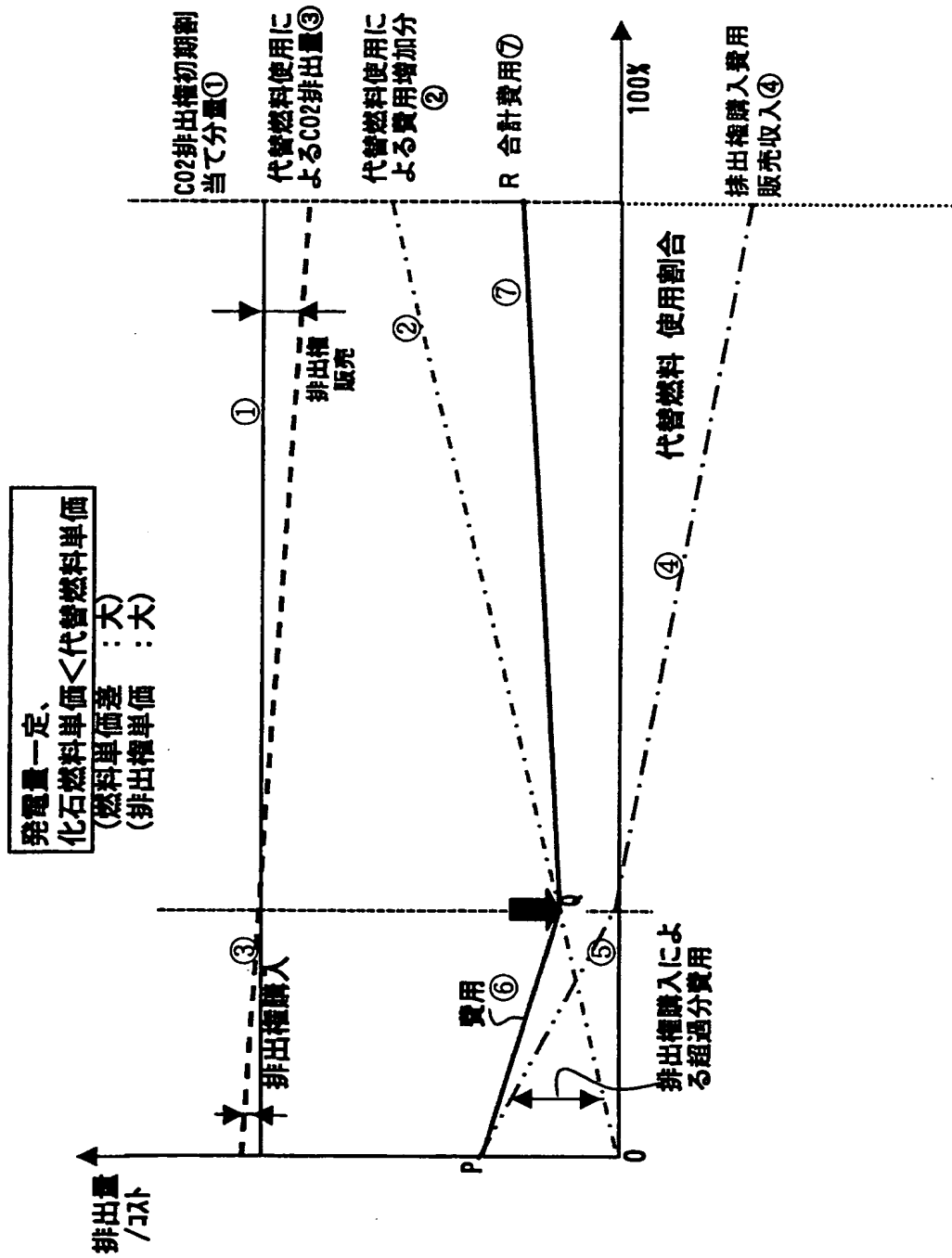
【図 6】



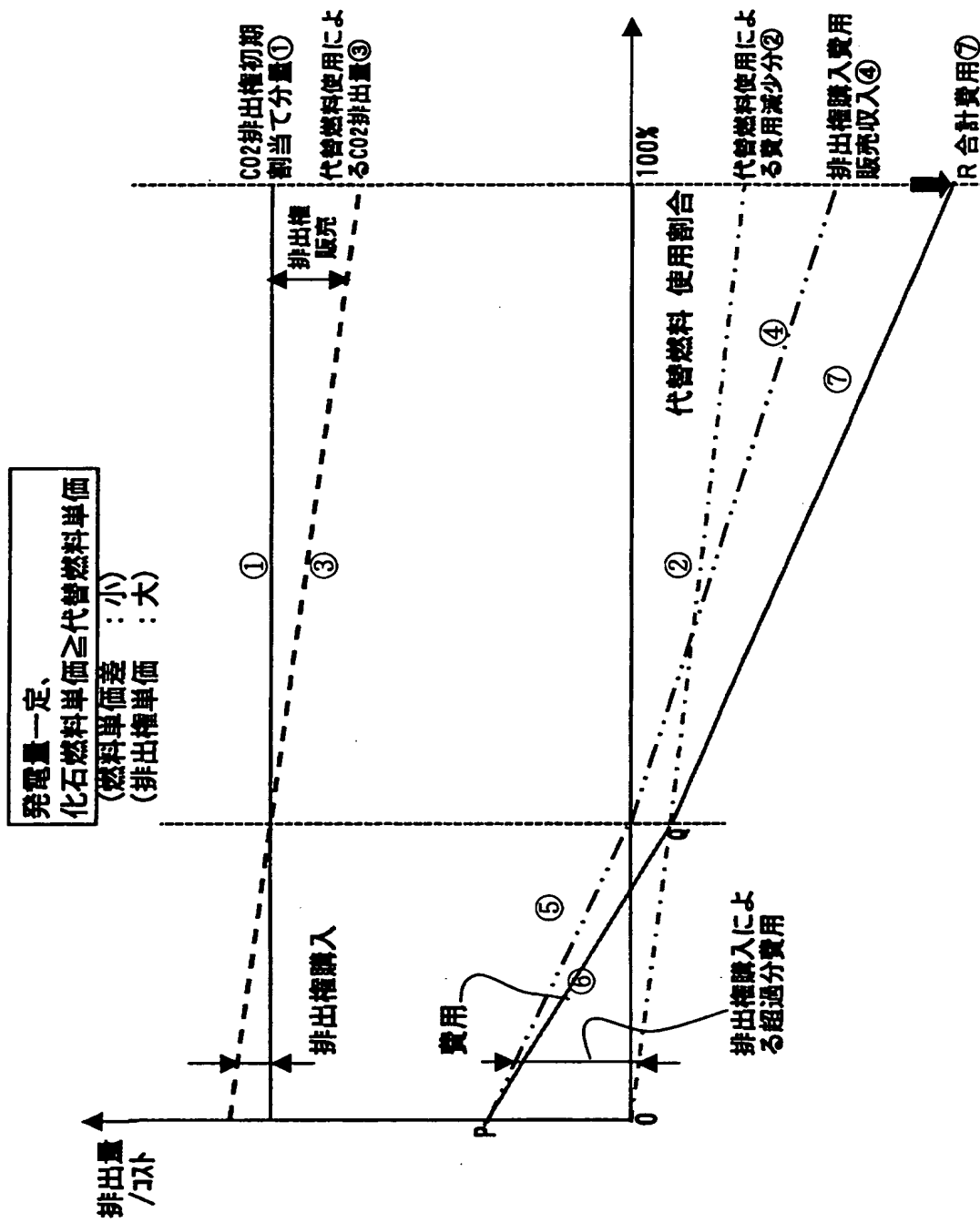
【図 7】



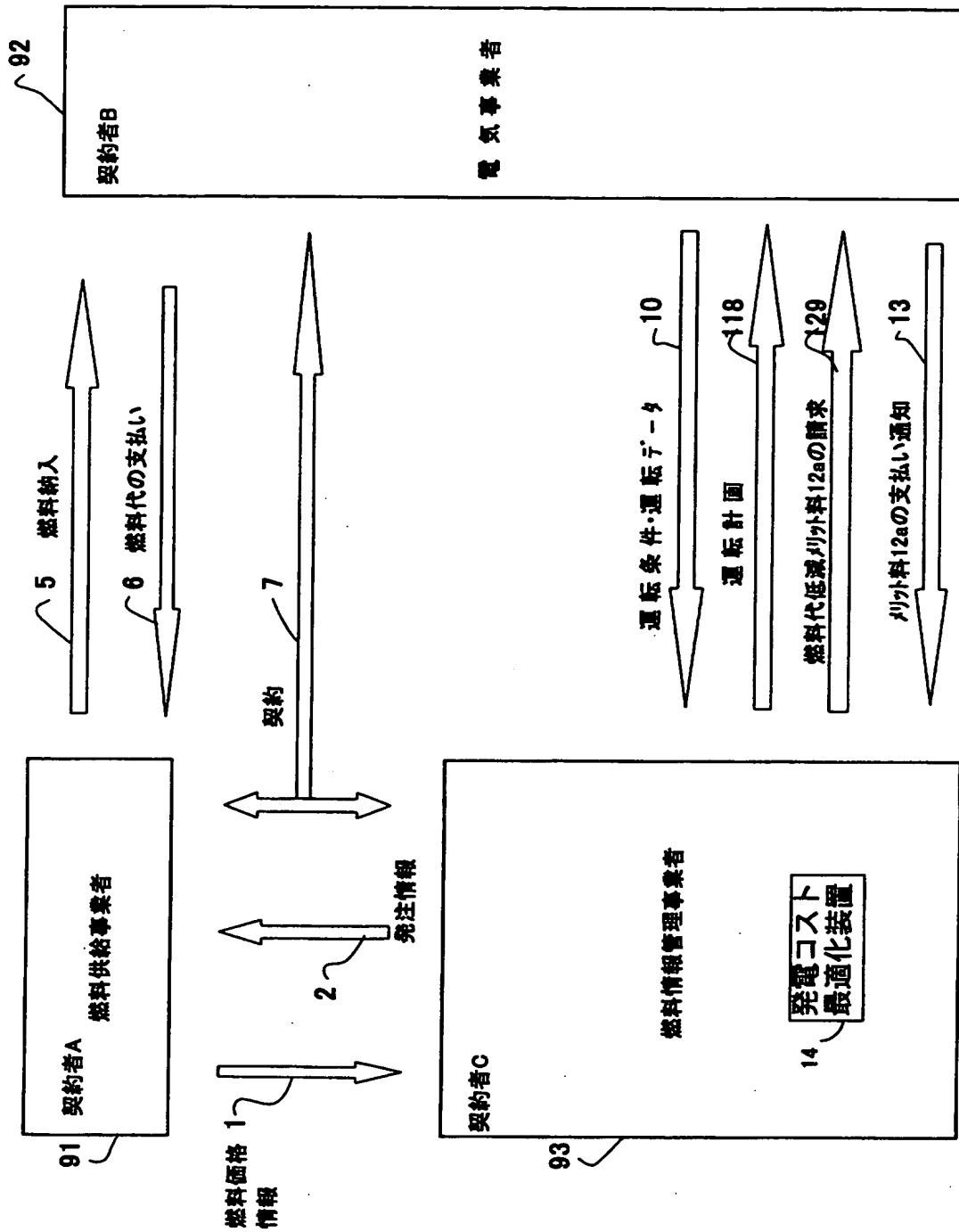
【図 8】



【図 9】



【図 10】



【書類名】 要約書

【要約】

【課題】 電気事業者が最小の負担で代替燃料を安定的に使用できるようにする発電コスト最適化方法および発電コスト最適化装置を提供する。

【解決手段】 燃料情報管理事業者 9 3 の発電コスト最適化装置 1 4 は、燃料供給事業者 9 1 から供給され電気事業者 9 2 の発電設備で目標発電出力を得る燃料として、CO<sub>2</sub> 排出権の取引を考慮し、化石燃料に DME などの代替燃料を混合した場合の燃料コストを演算し、燃料コストが化石燃料のみの場合よりも低くなる代替燃料の混合割合を定め、その混合割合で運転する運転計画を作成し、電気事業者 9 2 に送信する。また、化石燃料のみの場合の燃料コストと化石燃料に代替燃料を混合した場合の燃料コストとの差に所定係数を掛けた価格を電気事業者 9 2 が受けたメリットに対するサービス対価として請求する。

電気事業者 9 2 は、最小の負担で代替燃料を使用できる。

【選択図】 図 1

特願 2 0 0 3 - 0 3 8 4 5 6

出 願 人 履 歴 情 報

識別番号 [ 0 0 0 0 0 5 1 0 8 ]

1. 変更年月日	1 9 9 0 年 8 月 3 1 日
[変更理由]	新規登録
住 所	東京都千代田区神田駿河台 4 丁目 6 番地
氏 名	株式会社日立製作所